

**CORRECCIÓN DE SIMETRÍA DE CORRIENTES EN REDES ELÉCTRICAS
DE DISTRIBUCIÓN MEDIANTE ÓPTIMA CONEXIÓN DE
TRANSFORMADORES MONOFÁSICOS EMPLEANDO BÚSQUEDA
EXHAUSTIVA**

**UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA
SEDE QUITO**

**CARRERA:
INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**Trabajo de titulación previo a la obtención del título de
INGENIERO ELÉCTRICO**

**TEMA:
CORRECCIÓN DE SIMETRÍA DE CORRIENTES EN REDES ELÉCTRICAS
DE DISTRIBUCIÓN MEDIANTE ÓPTIMA CONEXIÓN DE
TRANSFORMADORES MONOFÁSICOS EMPLEANDO BÚSQUEDA
EXHAUSTIVA**

**AUTOR:
ALEX SANTIAGO DE LA CRUZ AQUIETA**

**TUTOR:
ALEXANDER ÁGUILA TÉLLEZ**

Quito, Noviembre 2019



Breve reseña histórica e información de contacto.



Alex Santiago De la Cruz Aquieta (Y'1989 – M'08) Realizó sus estudios de nivel secundario en la Unidad Educativa Salesiana Fiscomisional “Don Bosco” “La Tola” de la ciudad de Quito. Egresado de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Politécnica Salesiana. Su trabajo se basa en la Corrección de Simetría de Corrientes en Redes Eléctricas de Distribución. adel7@est.ups.edu.ec

Dirigido por:



Alexander Águila Téllez (Y'1981 – M'09) recibió el título de Ingeniero Eléctrico y el de Máster en Eficiencia Energética en los años 2005 y 2010 respectivamente. Actualmente se encuentra estudiando para obtener su título de Doctor en Ingeniería en la Universidad Pontificia Bolivariana - Colombia-Medellín, es miembro del Grupo de Investigación GIREI. Sus principales intereses de investigación incluyen la compensación VOLT-VAR en redes de distribución eléctrica, redes inteligentes, minimización de pérdidas de energía, las energías renovables y la eficiencia energética. Es profesor investigador de la Universidad Politécnica Salesiana- Ecuador. aaguila@ups.edu.ec

Todos los derechos reservados:

Queda prohibida, salvo excepción prevista en la ley, cualquier forma de reproducción, distribución, comunicación pública y transformación de esta obra para fines comerciales, sin contar con la autorización de los titulares de propiedad intelectual. La infracción de los derechos mencionados puede ser constitutiva de delito contra la propiedad intelectual. Se permite la libre difusión de este texto con fines académicos o investigativos por cualquier medio, con la debida notificación a los autores.

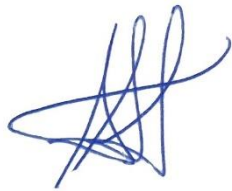
DERECHOS RESERVADOS

©2019 Universidad Politécnica Salesiana
QUITO - ECUADOR

DECLARATORIA DE COAUTORÍA DEL DOCENTE TUTOR/A

Yo, Alexander Águila Téllez declaro que bajo mi dirección y asesoría fue desarrollado el trabajo de titulación “CORRECCIÓN DE SIMETRÍA DE CORRIENTES EN REDES ELÉCTRICAS DE DISTRIBUCIÓN MEDIANTE ÓPTIMA CONEXIÓN DE TRANSFORMADORES MONOFÁSICOS EMPLEANDO BÚSQUEDA EXHAUSTIVA” realizado por Alex Santiago De la Cruz Aquieta obteniendo un producto que cumple con todos los requisitos estipulados por la Universidad Politécnica Salesiana para ser considerados como trabajo final de titulación.

Quito, noviembre de 2019



.....

Alexander Águila Téllez

175598318-4

CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR

Yo, Alex Santiago De la Cruz Aquieta, con documento de identificación N° 172108213-7, manifiesto mi voluntad y cedo a la Universidad Politécnica Salesiana la titularidad sobre los derechos patrimoniales en virtud de que soy autor/es del trabajo de grado/titulación intitulado: “CORRECCIÓN DE SIMETRÍA DE CORRIENTES EN REDES ELÉCTRICAS DE DISTRIBUCIÓN MEDIANTE ÓPTIMA CONEXIÓN DE TRANSFORMADORES MONOFÁSICOS EMPLEANDO BÚSQUEDA EXHAUSTIVA”, mismo que ha sido desarrollado para optar por el título de: Ingeniero Eléctrico, en la Universidad Politécnica Salesiana, quedando la Universidad facultada para ejercer plenamente los derechos cedidos anteriormente. En aplicación a lo determinado en la Ley de Propiedad Intelectual, en mi condición de autor me reservo los derechos morales de la obra antes citada. En concordancia, suscribo este documento en el momento que hago entrega del trabajo final en formato impreso y digital a la Biblioteca de la Universidad Politécnica Salesiana.

Quito, D. M., noviembre de 2019



.....
Alex Santiago De la Cruz Aquieta

CC: 172108213-7

1. ÍNDICE GENERAL

1. Introducción.....	2
2. Marco Teórico.....	3
2.1. Redes de distribución.....	3
2.2. Cargas.....	4
2.3. Estructuras de los sistemas de distribución.....	4
2.4. Topologías de los sistemas de distribución.....	4
2.5. Pérdidas en sistemas de distribución.....	5
3. Pérdidas por desbalances	6
3.1. Potencia por fase	7
3.2. Caída de tensión	8
$(\Delta U_{AB}, \Delta U_{BC}, \Delta U_{AC})_{\max} \leq \Delta U_{\text{Reglamen}}$	8
3.3. Rendimiento de la red	8
3.4. Distribución óptima.....	10
4. Formulación del problema.....	11
4.1. Función objetivo.....	11
4.2. Balance de cargas.....	11
4.3. Restricciones	13
5. Caso de estudio	13
5.1. Valores iniciales de corriente obtenidos en el simulador PowerFactory.	15
6. Optimización por búsqueda exhaustiva	16
6.1. Interfaz Matlab – GAMS	16
6.2. Algoritmo de optimización	16
6.3. Instructivo del programa	16
7. Análisis de resultados	19
7.1. Distribución óptima de los transformadores en la red.	19

7.2.	Corrientes en cada línea	20
8.	Conclusiones.....	22
8.1.	Trabajos futuros	22
9.	Referencias.....	23
9.1.	Matriz de Estado del Arte	26
9.2.	Resumen de Indicadores	29
10.	Anexos.....	31

2. ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Red de distribución con alta demanda de cargas residenciales	3
Figura 2. Topologías en redes de distribución	5
Figura 3. Voltajes en las redes de distribución	6
Figura 4. Sistema trifásico de 4 hilos	7
Figura 5. Relación de potencias en función del grado de desequilibrio.....	10
Figura 6. Dos posibles árboles para ser evaluados.....	11
Figura 7. Portada del programa de optimización con Matlab – GAMS.....	12
Figura 8. Panel de ingreso de datos del programa de optimización con Matlab – GAMS	12
Figura 9. Sistema de distribución alimentador 18 D “La Cristianía” en el GIS de la EEQ	14
Figura 10. Sistema de distribución alimentador 18 D - La Cristianía - en DIgSILENT PowerFactory	15
Figura 11. Ingreso de voltaje de la red.....	17
Figura 12. Ingreso manual de datos de los TrM.....	17
Figura 13. Distribución de la tabla para el ingreso de datos por Excel.....	17
Figura 14. Tabla desplegada de los TrM.....	18
Figura 15. Balance de potencia en AC.....	18
Figura 16. Resultados parciales en el nodo	18
Figura 17. Resultados que se pronostican para la medición en la subestación.	19
Figura 18. Distribución de TrM en la red.	19
Figura 19. Balance de cargas ejecutado por el modelo de optimización.	19
Figura 20. Balance de potencias en la salida de la subestación.	20
Figura 21. Corrientes antes de la reconexión de los TrM en la red de distribución.....	21
Figura 22. Corrientes después de la reconexión de los TrM en la red de distribución ...	21
Figura 23. Valores de %DC antes y después de la reconexión.....	21
Figura 24. Valores de %DC excluido el ramal monofásico M_3.	22
Figura 25. Resumen e Indicador de la Temática – Estado del Arte.....	29
Figura 26. Indicador de la formulación del problema – Estado del Arte.....	29
Figura 27. Indicador de solución – Estado del Arte.....	30

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Variantes de conexión de un ramal monofásico	5
Tabla 2. Variantes de conexión de un ramal bifásico	5
Tabla 3. Datos de los transformadores monofásicos a considerar en la corrección de asimetría.	15
Tabla 4. Corrientes iniciales obtenidas en DIgSILENT PowerFactory.	16
Tabla 5. Desbalance de corriente con datos iniciales.....	16
Tabla 6. Distribución de los transformadores en la red	20
Tabla 7. Valores medidos antes y después de la reconexión	20
Tabla 8. Valores de %DC obtenidos antes y después de la optimización.....	21
Tabla 9. Matriz de Estado del Arte	26
Tabla 10. Lista de transformadores con sus respectivas fases de conexión.....	31
Tabla 11. Medición de corrientes en condiciones iniciales.....	33
Tabla 12. Medición de Corrientes después de la reconexión.....	34

CORRECCIÓN DE SIMETRÍA DE CORRIENTES EN REDES ELÉCTRICAS DE DISTRIBUCIÓN MEDIANTE ÓPTIMA CONEXIÓN DE TRANSFORMADORES MONOFÁSICOS EMPLEANDO BÚSQUEDA EXHAUSTIVA

Resumen

Este documento presenta un modelo de reconexión de transformadores monofásicos (TrM) a lo largo de una red trifásica real de un sistema de distribución predominante de cargas residenciales, obteniendo un porcentaje mínimo de desbalance de corriente, mediante una combinación de las cargas entre las tres fases del sistema, realizado por un modelo de optimización en el programa computacional Matlab conjuntamente con GAMS en el cual se emplea el método de búsqueda exhaustiva. Este modelo de optimización permite repartir los TrM en las tres fases del sistema (A, B, C) de manera balanceada minimizando la diferencia entre la potencia que asume cada línea, por ende, si las cargas se distribuyen de manera simétrica, lo mismo sucederá con las corrientes de tal manera que se cumple con el objetivo de reducir el porcentaje de balance de corrientes. Para evidenciar los resultados obtenidos, se realiza la simulación en el programa computacional DIgSILENT PowerFactory del cual se obtiene valores de corriente con la conexión actual de los TrM y se compara con los valores obtenidos luego de haber aplicado la reconexión planteada.

Palabras Clave: Asimetría de corrientes; redes de distribución; reconexión óptima de transformadores; balance de potencia; minimización de pérdidas.

Abstract

This document presents a reconnection model of single-phase transformers (SPT) along a real three-phase network of a predominant distribution system of residential loads, obtaining a minimum percentage of current imbalance, by means of a combination of the loads between the three phases of the system, carried out by an optimization model in the Matlab computer program together with GAMS, in which the exhaustive search method is used. This optimization model allows to distribute the SPT in the three phases of the system (A, B, C) in a balanced way, minimizing the difference between the power assumed by each line, then, if the loads are distributed symmetrically, the same will happen with the currents in such a way that the objective of reducing the current balance percentage is fulfilled. To demonstrate the results obtained, the simulation is performed in the DIgSILENT PowerFactory computer program from which current values are obtained with the current connection of the SPT and compared with the values obtained after having applied the proposed reconnection.

Keywords: Current asymmetry; distribution networks; optimal reconnection of transformers; power balance; loss minimization.

1. Introducción

Una de las etapas más importantes dentro del SEP, es la etapa de distribución, donde surgen la mayoría de los problemas para las empresas distribuidoras. Uno de los inconvenientes que más destaca son las pérdidas, englobando en ella a pérdidas técnicas y pérdidas no técnicas. Las dos representan rubros económicos negativos que afectan a los intereses de las empresas, por lo que a lo largo del tiempo se ha visto la manera de reducir estos rubros mediante la aplicación de correctivos [1],[3].

Las pérdidas no técnicas abarcan problemas de índole administrativo y de errores operativos que pueden ser resueltos con medidas correctivas impuestas al interior de cada uno de los departamentos que componen las empresas distribuidoras [4], [5].

Por otro lado, las pérdidas técnicas deben ser solucionadas de manera eficiente mediante planteamientos de ingeniería, este tipo de problemas no se puede eliminar por completo, pero si es posible reducirlos. Este documento se enfoca en resolver problemas referentes a las pérdidas, específicamente, pretende reducir las pérdidas por simetría de corrientes para lograr entregar energía de calidad a los consumidores, cumpliendo con perfiles de voltaje adecuados y reduciendo las pérdidas de potencia [6], [7].

Se plantea un modelo en el cual se involucre redes trifásicas de distribución con alta penetración de transformadores monofásicos en zonas con alta demanda residencial [8], [9].

La asimetría de corrientes se provoca por el desbalance de potencia que se presenta en los nodos de la red trifásica, generando corrientes que circulan por el

neutro lo que se refleja en pérdidas del sistema [3]. Este problema es causado por cargas conectadas a lo largo de la red, en su mayoría de forma empírica, cuyos efectos son evidenciados en cada nodo de manera regresiva hasta llegar al inicio de la red, es decir en el inicio del alimentador desde la subestación [3], [10], [11].

Por otro lado dicha diferencia provoca que el transformador de potencia presente pérdidas por efecto de histéresis y Foucault, lo que conlleva a un trabajo anormal y disminuye el tiempo de vida de la máquina, también afectan a los conductores del sistema en donde se presentará un aumento de pérdidas por el efecto Joule [2], [12], [13].

Otros autores han realizado estudios de pérdidas por el concepto de asimetría, haciendo un amplio análisis de los problemas que representa en la calidad de energía y como estos afectan a la economía de las empresas distribuidoras [3]. En este documento se estudia una forma de corregir la asimetría de corrientes en la red la cual consiste en distribuir adecuadamente en las tres fases todos los TrM que se encuentran a lo largo del alimentador por lo cual se busca la manera de realizar una conexión óptima de los TrM involucrados. Para este caso en particular se establece un método de optimización que relaciona uno a uno todas las posibles combinaciones de conexiones y busca la mejor opción para conectar de los TrM en las tres fases, es decir realiza una búsqueda exhaustiva de todas las posibles conexiones y muestra el resultado con la menor diferencia entre las potencias netas que se presentan en los nodos hasta llegar a los bornes del transformador [10], [11], [14].

Por tratarse de una red con alta penetración de consumidores residenciales como se muestra en la figura 1, se toman a los TrM como cargas netamente inductivas que son representados con valores nominales de potencia para el análisis y posterior evaluación. Después de haber logrado disminuir la diferencia de potencias netas en cada nodo hasta llegar a

la subestación, se analizan las corrientes que transitan por los conductores próximos a los nodos o al transformador de potencia [15], [16], [17]. Al tratarse de un caso de estudio real, se pretende minimizar el desbalance de corriente entre las tres fases y por ende se espera la reducción considerable de la corriente que atraviesa el neutro y de las pérdidas [16], [18].

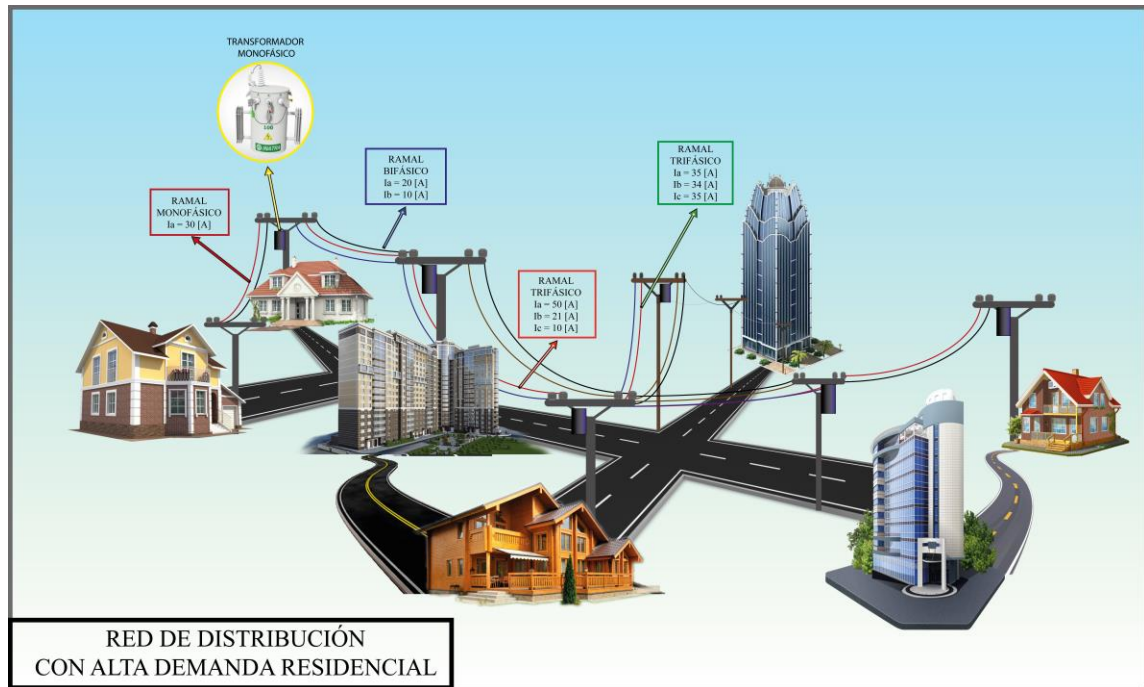


Figura 1. Red de distribución con alta demanda de cargas residenciales

2. Marco Teórico

La energía eléctrica antes de ser aprovechada por diferentes tipo de usuarios, se genera en las centrales, se transporta en alto voltaje por líneas de transmisión hasta llegar a subestaciones donde se distribuye en redes de menor voltaje, a estas redes se las llama redes de distribución.

2.1. Redes de distribución

Las redes de distribución son un parte muy importante del universo que

conforma un SEP, debido a que toda la potencia que se genera terminará distribuida entre diferentes tipos de usuarios, ya sean comerciales, industriales, domésticos, o públicos, los cuales se encuentran esparcidos en zonas urbanas y rurales [19][20].

Por ello los sistemas de distribución son muy importantes dentro de un SEP, debido a que en ellos se encuentra el consumo de toda la generación lograda en las centrales, lo que implica tener un mayor control en el consumo y en las pérdidas que se puedan generar en esta

etapa del SEP, para un mejor estudio se ha clasificado el sistema de distribución en:

- a) *Alimentadores primarios*: Son los circuitos que nacen en la subestación y recorren toda la red llevando el flujo de potencia hasta los transformadores de distribución.
- b) *Transformadores de distribución*: Se encargan de bajar el voltaje del alimentador primario al voltaje que necesite el usuario final.
- c) *Usuarios (consumidores)*: Son los que consumen la energía generada y transportada por todas las etapas del SEP.
- d) *Servicios públicos*: Es un tipo de consumo que sirve para satisfacer las necesidades de la ciudadanía, como por ejemplo el alumbrado público y transporte [1], [13], [19], [21], [22].

2.2. Cargas

Debido a que son el último eslabón de la etapa del SEP, las cargas son muy influyentes por lo que se considera un importante punto de partida para dar solución a problemas técnicos y económicos relacionados con las redes de distribución [3], [23].

Para un mejor entendimiento se clasifican las cargas en tres tipos:

- a) *Residencial*: Estas cargas pueden ser de tipo urbana, suburbana o rural. Por ser residencial tiene menor consumo de energía en referencia a cargas comerciales e industriales y disminuye si es rural respecto a la urbana. Por lo general la energía que alimenta estas cargas provienen de transformadores trifásicos, bifásicos y en su mayoría monofásicos.

- b) *Comercial*: Este tipo de cargas están conformados por grandes centros y edificios comerciales, por lo que necesitan una mayor cantidad de energía para satisfacer las necesidades de los usuarios.
- c) *Industrial*: Este tipo de cargas abarcan tanto a pequeñas como a grandes industrias, donde el consumo de energía es elevado pues necesitan de mayor potencia para tener funcionalidad en los procesos industriales que incluyen máquinas de alto consumo eléctrico. Este tipo de industrias también suelen hacer contratos de servicios en alta tensión [5], [6], [24], [25].

2.3. Estructuras de los sistemas de distribución

Por lo general se clasifican en dos tipos de sistemas de distribución, los de tipo radial y los de tipo mallado.

El sistema radial es el que presenta un solo camino por el que se transporta la energía hacia la carga. Por el contrario, el sistema mallado presenta más de un camino por donde se transporta el flujo de potencia [5], [26], [27].

2.4. Topologías de los sistemas de distribución

Sin importar el tipo de sistema de distribución que se tenga ya sea radial o mallada, los ramales que componen la red de distribución son de tipo: monofásicos, bifásicos o trifásicos, como se indica en la figura 2 [28].

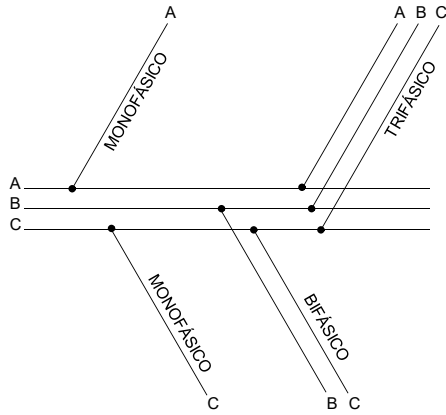


Figura 2. Topologías en redes de distribución

2.4.1. Ramal monofásico

La topología de tipo monofásica comprende la extensión de una de las tres fases desde un nodo con terminación bifásica o trifásica como muestra la figura 2. Si se nombra como X_1 , X_2 ó X_3 a la variable que representa la conexión de las fases A,B,C en este ramal, se obtienen las posibles conexiones como se indica en la tabla 1 [29].

Tabla 1. Variantes de conexión de un ramal monofásico

Variantes	Fases
X_1	A
X_2	B
X_3	C

2.4.2. Ramal bifásico

La topología de tipo bifásica comprende la extensión de dos de las tres fases desde un nodo con terminación trifásica como muestra la figura 2. Si se nombra como X_1 , X_2 ó X_3 a la variable que representa la conexión de las fases A,B,C en este ramal, se obtienen las posibles conexiones como se indica en la tabla 2 [29].

Tabla 2. Variantes de conexión de un ramal bifásico

Variantes	Fases
X_1	AB
X_2	BC
X_3	AC

2.4.3. Ramal trifásico

La topología de tipo trifásica se asume como una extensión del alimentador que sale de la subestación como se muestra en la figura 2 [29].

2.5. Pérdidas en sistemas de distribución

Las pérdidas en los sistemas eléctricos son problemas que están constantemente afectando a la operación de las Empresas de distribución y son las que producen grandes costos lo que representa un impacto directo en las tarifas eléctricas y por ende en la economía de dichas empresas [30].

Las empresas distribuidoras, han presentado escasos resultados en la práctica, pese a aplicar varias correcciones para reducir las pérdidas en las redes de distribución, la cantidad de pérdidas que presenta una empresa refleja la eficiencia técnica, comercial y administrativa para atender las demandas sugeridas por los usuarios [26], [28].

Las pérdidas de energía que se presentan en el sistema eléctrico son equivalentes a la diferencia entre la energía que se recibe y la energía que es facturada y pueden clasificarse como pérdidas no técnicas o comerciales y pérdidas técnicas [29][26].

2.5.1. Pérdidas no técnicas

Este tipo de pérdidas son las denominadas pérdidas sociales y comerciales, se relacionan principalmente con la ineficiencia u obsolescencia de los sistemas de medición, control, facturación, recaudación, administrativos y comercialización [3], [26].

Dentro de las pérdidas no técnicas, sobresale las que son debido al hurto de

energía que en su mayoría corresponde a sectores rurales donde se presentan conexiones ilegales, por otro lado, también se tiene pérdidas por mal funcionamiento de los equipos de medición ya sea por equipos envejecidos o alterados, lo que conlleva a lecturas erróneas y por ende a facturación de energía consumida que no es real [3], [30].

2.5.2. Pérdidas técnicas

En este tipo de pérdidas se presenta la energía que no es aprovechada, es decir, toda la energía que se pierde a lo largo del SEP en equipos, redes y toda la variedad de elementos que lo componen, que pueden ser registrados por las empresas distribuidoras mediante equipos de medición [31].

Las pérdidas técnicas son normales en los sistemas de distribución y no llegan a ser eliminadas por completo, pero se pueden reducir mediante mejoramientos a la red. Una mejora muy importante y con menor inversión es el análisis de la óptima ubicación de los transformadores que componen la red [32].

Una manera de clasificarlas es por la causa que lo originan como:

- a) *Efecto Joule*: Cuando la corriente eléctrica atraviesa un conductor, existe una generación de calor, que es producida por la transferencia de energía a lo largo del conductor. Se denomina “efecto Joule” [32].

$$Q = I^2 \times R \times t \quad (1)$$

Donde:

- Q Energía calorífica producida por la corriente
 I Intensidad de la corriente que circula
 R Resistencia eléctrica del conductor

t Tiempo

- b) *Pérdidas por histéresis*: Estas se presentan en los transformadores, pues necesitan una cantidad de energía para poder magnetizar al núcleo.
- c) *Pérdidas por corrientes parásitas*: Los equipos están compuestos por láminas o trozos de conductores que se mueven o están situados en un campo magnético variable, generando corrientes inducidas que se conocen como corrientes de Foucault [7], [15], [32].

3. Pérdidas por desbalances

Actualmente se utiliza sistemas trifásicos para producir y distribuir la energía eléctrica, lo que genera ventajas entre las más importantes es bajo costo económico. En estos sistemas se tiene dos tipos de voltajes, el voltaje fase-fase y el voltaje fase-neutro como se muestra en la figura 5 [33].

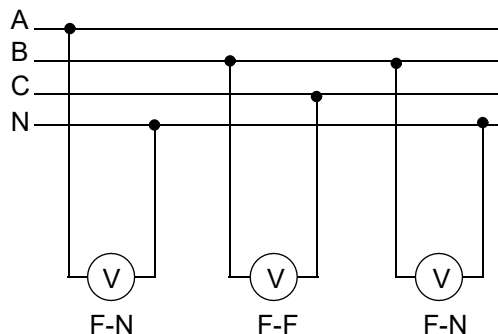


Figura 3. Voltajes en las redes de distribución

Tanto el voltaje de línea como la corriente pueden ser balanceadas o desbalanceadas dentro del sistema. Cuando las corrientes de línea no son iguales, se tiene sistemas desbalanceados, debido a que el desplazamiento entre los vectores de

corriente o voltaje no es de 120° y acarrea un serio problema porque significa que se está cargando una fase más que a otras [13].

El estudio de sistemas con cargas desequilibradas no es muy conocido, pese a ser el problema que más se presenta en los sistemas de distribución.

La distribución de cargas monofásicas es muy influyente en el diseño de los sistemas eléctricos, una distribución desigual de las cargas provoca la asimetría de corrientes, lo que genera pérdidas por desbalance [2], [33].

3.1. Potencia por fase

La potencia que se presenta en un sistema trifásico de cuatro hilos (tres fases más neutro) es una potencia de tipo compleja y se puede determinar sumando las potencias complejas de cada fase como se muestra en la figura 6.

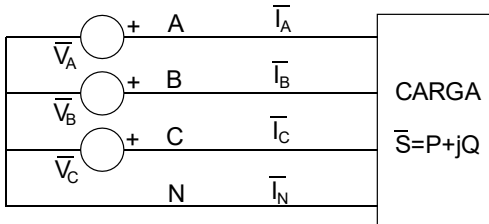


Figura 4. Sistema trifásico de 4 hilos

Así:

$$\vec{S} = \vec{S}_A + \vec{S}_B + \vec{S}_C \quad (2)$$

Donde $\vec{S}_A, \vec{S}_B, \vec{S}_C$ son las potencias vectoriales de cada fase y pueden ser representadas en sus respectivas potencias activas y reactivas.

$$\vec{S}_A = P_A + jQ_A \quad (3)$$

$$\vec{S}_B = P_B + jQ_B \quad (4)$$

$$\vec{S}_C = P_C + jQ_C \quad (5)$$

Se reemplaza las ecuaciones (3), (4) y (5) en la ecuación (2) y se obtiene la potencia vectorial expresada en sus componentes de potencia activa y reactiva.

$$\vec{S} = (P_A + jQ_A) + (P_B + jQ_B) + (P_C + jQ_C) \quad (6)$$

Se agrupa las potencias activas y reactivas de la ecuación (6):

$$\vec{S} = (P_A + P_B + P_C) + j(Q_A + Q_B + Q_C) \quad (7)$$

Donde P_A, P_B, P_C y Q_A, Q_B, Q_C son las potencias por fase y si se realiza la sumatoria interna de las potencias que están asociadas entonces se obtiene la potencia total expresada en potencia activa y reactiva absorbidas por la carga.

$$\vec{S} = P + jQ \quad (8)$$

Entonces se constata que las potencias activas y reactivas por fase se obtienen de las potencias de las cargas monofásicas entre cada fase y neutro [3], [14], [31], [32].

Las potencias aparentes de cada fase se obtienen de la siguiente forma:

$$S_A = \sqrt{P_A^2 + Q_A^2} \quad (9)$$

$$S_B = \sqrt{P_B^2 + Q_B^2} \quad (10)$$

$$S_C = \sqrt{P_C^2 + Q_C^2} \quad (11)$$

Si se toma en cuenta que es un sistema equilibrado y ya obtenidas las potencias activas y reactivas de cada fase, entonces se puede encontrar las intensidades por fase.

$$\vec{I}_A = \frac{P_A - jQ_A}{V} \quad (12)$$

$$\vec{I}_B = \frac{P_B - jQ_B}{V \angle 120} \quad (13)$$

$$\vec{I}_C = \frac{P_C - jQ_C}{V \angle -120} \quad (14)$$

Por lo tanto, la intensidad que atraviesa el neutro es:

$$\vec{I}_N = \vec{I}_A + \vec{I}_B + \vec{I}_C \quad (15)$$

Finalmente se obtiene los valores eficaces de las intensidades para el sistema trifásico:

$$I_A = \frac{S_A}{V} \quad (16)$$

$$I_B = \frac{S_B}{V} \quad (17)$$

$$I_C = \frac{S_C}{V} \quad (18)$$

$$I_N = |\vec{I}_A + \vec{I}_B + \vec{I}_C| \quad (19)$$

Cuando se tiene cargas equilibradas, la potencia aparente del transformador suele coincidir con la potencia aparente de la carga, lo que no sucede con las cargas desequilibradas [6], [22], [33].

3.2. Caída de tensión

Para cargas equilibradas se tiene expresiones como: (ΔV_e) para caídas de tensión simple, y (ΔU_e) para caídas de tensión compuesta en una línea trifásica [8].

$$\Delta V_e = I_e(R \cos \varphi + X \sin \varphi) \quad (20)$$

$$\Delta U_e = \sqrt{3} I_e(R \cos \varphi + X \sin \varphi) \quad (21)$$

Pero cuando se tiene cargas desequilibradas, surge el verdadero inconveniente, pues se debe usar las tres caídas de tensión simples y las tres compuestas. Para las caídas de tensiones no se tiene en específico alguna en particular, por lo que se debe ejecutar la condición de validez para las tres caídas de tensión simples y las tres compuestas, así entonces tenemos [34];

$$(\Delta V_A, \Delta V_B, \Delta V_C)_{max} \leq \Delta V_{Reglamen} \quad (21)$$

$$(\Delta U_{AB}, \Delta U_{BC}, \Delta U_{AC})_{max} \leq \Delta U_{Reglamen} \quad (223)$$

3.3. Rendimiento de la red

El rendimiento de una línea de medio voltaje está ligada directamente con las pérdidas de potencia en ella. Cuando tenemos una red trifásica con cargas equilibradas, las intensidades de cada fase son iguales y las pérdidas en las líneas se pueden determinar mediante la siguiente expresión:

$$P_{pe} = 3RI_e^2 \quad (23)$$

Donde:

P_{pe} Son las pérdidas de potencia supuesta la carga equilibrada.

R Resistencia por fase de los conductores.

I_e Valor eficaz de la intensidad de fase.

Sin embargo, cuando se tiene una línea de conductores de fase y neutro idénticos, la expresión resulta:

$$P_p = R(I_A^2 + I_B^2 + I_C^2 + I_N^2) \quad (24)$$

Entonces, se puede definir una relación de pérdidas r_p como el cociente de las pérdidas reales entre las pérdidas mínimas teóricas [18],

$$r_p = \frac{P_p}{P_{pe}} \quad (25)$$

Remplazando se tiene:

$$r_p = \frac{I_A^2 + I_B^2 + I_C^2 + I_N^2}{3I_E^2} \quad (26)$$

Se asume que: se tiene un sistema trifásico equilibrado con la relación de las potencias activas y reactivas iguales en las tres fases (28), donde la fase B y C tienen la misma carga y la fase A soporta una carga mayor, entonces:

$$\frac{P_A}{Q_A} = \frac{P_B}{Q_B} = \frac{P_C}{Q_C} \quad (27)$$

y,

$$\vec{V}_A = V \angle 0^\circ \quad (28)$$

$$\vec{V}_B = V \angle -120^\circ \quad (29)$$

$$\vec{V}_C = V \angle 120^\circ \quad (30)$$

Luego, se introduce una variable auxiliar x que toma valores entre 0 y 1 para cuantificar las potencias activas y reactivas, de tal manera que cuando se aumente x implique que se está

generando un mayor desequilibrio de la carga, para ello a continuación se plantea un caso en el que parte del equilibrio total con $x=0$ hasta un desequilibrio en el cual la carga se convierte en monofásica, asumiendo toda la carga la fase A con $x=1$ [6], [18].

$$0 \leq x \leq 1 =$$

$$\begin{cases} P_A = (1+2x)\frac{P}{3}, P_B = (1-x)\frac{P}{3}, P_C = (1-x)\frac{P}{3} \\ Q_A = (1+2x)\frac{Q}{3}, Q_B = (1+2x)\frac{Q}{3}, Q_C = (1+2x)\frac{Q}{3} \\ S_A = (1+2x)\frac{S}{3}, S_B = (1+2x)\frac{S}{3}, S_C = (1+2x)\frac{S}{3} \end{cases} \quad (31)$$

Las intensidades resultan:

$$I_A = (1+2x)\frac{S}{3V} \quad (32)$$

$$I_B = (1-x)\frac{S}{3V} \quad (33)$$

$$I_C = (1-x)\frac{S}{3V} \quad (34)$$

$$I_N = \frac{xS}{3V} \quad (35)$$

Y como resultado se tiene la relación de potencias:

$$r_p = \frac{P_p}{P_{pe}} = \frac{I_A^2 + I_B^2 + I_C^2 + I_N^2}{3I_E^2} \quad (36)$$

$$r_p = 1 + 5x^2$$

$$1 \leq r_p \leq 6$$

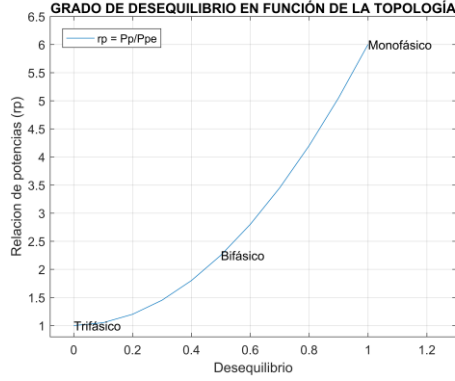


Figura 5. Relación de potencias en función del grado de desequilibrio

Al analizar la figura 5, se puede comprobar que las pérdidas de potencia en ramales con topologías monofásicas son 2.25 veces mayores que las pérdidas de potencia en ramales con topologías bifásicas y 6 veces mayores que las pérdidas de potencia en ramales con topologías trifásicas y a su vez se puede deducir que las pérdidas de potencia en ramales de tipo bifásico son 2.25 veces las pérdidas de potencia en ramales de topologías trifásicas, estas aproximaciones se consideran cuando todos los ramales tienen el mismo tipo de conductor [3].

Por otro lado, para obtener el porcentaje de desbalance en las cargas se calcula el valor porcentual entre la máxima desviación de la corriente de una de las fases con respecto a la corriente promedio de carga, como lo indica la norma IEEE 1159-1995 y se describe en la ecuación (38) [6].

$$DC\% =$$

$$\frac{\max\{|I_A - I_{prm}|; |I_B - I_{prm}|; |I_C - I_{prm}|\}}{I_{prm}} * 100 \leq 10\%$$

(37)

$$I_{prm} = \frac{I_A + I_B + I_C}{3} \quad (38)$$

Donde:

$DC\%$ Porcentaje de desbalance

I_A Corriente de la fase A

I_B Corriente de la fase B

I_C Corriente de la fase C

I_{prm} Corriente promedio

3.4. Distribución óptima

Para obtener la mejor distribución de los TrM en las tres fases a lo largo de la red, se toma en cuenta la potencia nominal y en base a este valor se realiza la optimización mediante búsqueda exhaustiva, es decir, se hace la comparación de todas las combinaciones posibles hasta hallar la mejor [33].

3.4.1. Método de búsqueda exhaustiva

Algunos problemas de optimización son posibles de resolver de manera exacta cuando se explora todas las posibles combinaciones de elementos y dentro de ellas se trata de buscar las que son soluciones, eligiendo entre todas las posibilidades una que optimice una determinada función objetivo [18].

Los algoritmos que exploran todo el universo de combinaciones posibles son conocidos como algoritmos de fuerza bruta o algoritmos de búsqueda exhaustiva. A pesar de llevar el nombre de algoritmos de fuerza bruta, este tipo de algoritmos raramente explora todas las combinaciones, sino que seleccionan las combinaciones más prometedoras dependiendo de la relación que tenga con la función objetivo que se pretende optimizar [15], [18].

La búsqueda de soluciones más sencilla es la conocida como back

tracking o vuelta atrás, este tipo de búsqueda opera de manera recursiva, explorando todo el árbol virtual de combinaciones de elementos y evalúa cada nuevo nodo para comprobar si es una posible solución, guarda este resultado y evalúa los resultados de todos los nodos y selecciona el mejor dependiendo de la función objetivo como se representa en los árboles de la figura 6. Por lo tanto, éste método consiste en generar una lista de todas las soluciones potenciales del problema en una forma sistemática, evalúa todas estas soluciones una a una, y descarta las que no son factibles, pero guarda la mejor solución, y al final cuando la búsqueda finalice, regresa la mejor solución encontrada. La solución de los problemas por este método se puede expresar con una tupla (x_1, x_2, \dots, x_n) , sometido a ciertas restricciones $R(x_1, x_2, \dots, x_n)$ [18].

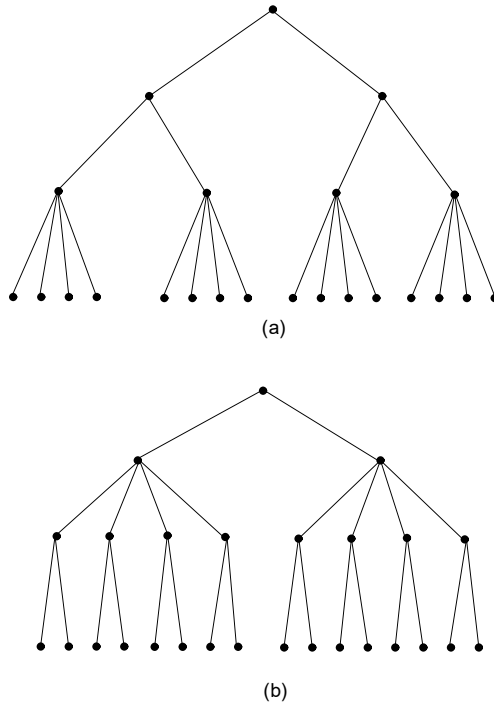


Figura 6. Dos posibles árboles para ser evaluados

4. Formulación del problema

Se pretende corregir la asimetría de corriente de una red trifásica, para ello, primero se necesita reconectar los TrM a lo largo de la red de tal manera que se obtenga cargas balanceadas en las tres fases empleando el método de búsqueda exhaustiva mediante modelación en GAMS. Segundo, se corre un flujo de potencia de la red en PowerFactory para determinar los voltajes, corrientes y pérdidas de potencia que se generan en el modelo optimizado, para ser comparados con los valores que se obtienen en las condiciones iniciales del sistema [6], [33].

4.1. Función objetivo

El objetivo principal de este artículo es disminuir las pérdidas por el concepto de corrientes asimétricas, teniendo en cuenta el tipo de topología de la red a analizar, para ello se ha planteado como función objetivo minimizar el porcentaje de desbalance de corriente del sistema (38) [35], [36].

$$FO = \min(DC \%) \quad (39)$$

Donde:

$DC \%$ Porcentaje de desbalance de corriente (38).

4.2. Balance de cargas

Las corrientes en cada nodo deben cumplir con el mínimo porcentaje de desbalance, para ello se debe distribuir de manera equilibrada las cargas a lo largo de la red trifásica, entonces se plantea el modelo de optimización por búsqueda exhaustiva mediante el programa computacional GAMS junto con Matlab como se muestra en la figura 7 y 8, en el

cual se realiza todas las combinaciones posibles hasta hallar la mejor

distribución equitativa de las cargas en las dos o tres fases del sistema.



Figura 7. Portada del programa de optimización con Matlab – GAMS

Figura 8. Panel de ingreso de datos del programa de optimización con Matlab – GAMS

Con la interacción Matlab – GAMS se ha implementado en la programación un

algoritmo para repartir los TrM en las tres o dos fases del ramal, y se describe

en la sección 6 de éste documento donde se minimiza la función objetivo representada en la ecuación (41) [5]:

$$Z = \min \left(\sum_i^n P_{Ti(A,B,C)} - P_{sim} \right) \quad (40)$$

$$P_{sim} = \frac{\sum_j^n P_{Tj}}{3} \quad (42)$$

Donde:

- n Número de transformadores en la red.
- Z Diferencia a minimizar.
- P_{Ti} Potencia nominal de los transformadores involucrados en la respectiva fase en (kW).
- P_{sim} Potencia promedio del sistema en (kW).
- P_{Tj} Potencia nominal de los transformadores involucrados en la red en (kW).

4.3. Restricciones

El escenario que se plantea está desarrollado en un sistema trifásico constituido por 105 transformadores monofásicos distribuidos en un alimentador de cuatro hilos (3 fases y 1 neutro) que salen de la subestación recorriendo diferentes topologías de ramales hasta cubrir todos los transformadores (monofásicos y trifásicos), para ello debe cumplir con la conexión de cada uno de los TrM en una sola fase de la red sin importar si su topología es de configuración trifásica o bifásica, entonces se establece una restricción de tipo binaria [37].

5. Caso de estudio

Este documento realiza el análisis de un sistema de distribución real de la Empresa Eléctrica Quito (EEQ) en específico se analiza el alimentador (D) que sale de la subestación número 18 (La Cristianía) de la ciudad de Quito, el cual está ubicado en el sector del Comité del Pueblo al nororiente de la capital, tiene una red de 23 kV línea a línea y está formado por transformadores monofásicos de un bushing y transformadores trifásicos de diferentes tipos. Esta red es simulada en el programa computacional DIgSILENT PowerFactory de tal manera que sea posible analizar el flujo de potencia antes y después de la reconexión de los TrM.

Para el análisis de las corrientes de la red, se eligen 30 nodos ubicados estratégicamente para comparar el comportamiento de las corrientes en cada fase antes y después de la reconexión de los TrM para poder visualizar los valores de corriente en los ramales que componen la red trifásica. La ubicación de estos nodos se realiza de tal manera que se pueda avanzar con la comparación desde el último transformador pasando por cada nodo hasta llegar a la subestación. En la tabla 3 se expresa en detalle la topología y la fase de conexión en la que está cada TrM, por otro lado, en la figura 9 se visualiza la ubicación de los nodos en el diagrama real que se obtiene del GIS de la EEQ, y en la figura 10 se presenta los nodos ubicados en el simulador del sistema de distribución realizado en DIgSILENT PowerFactory.

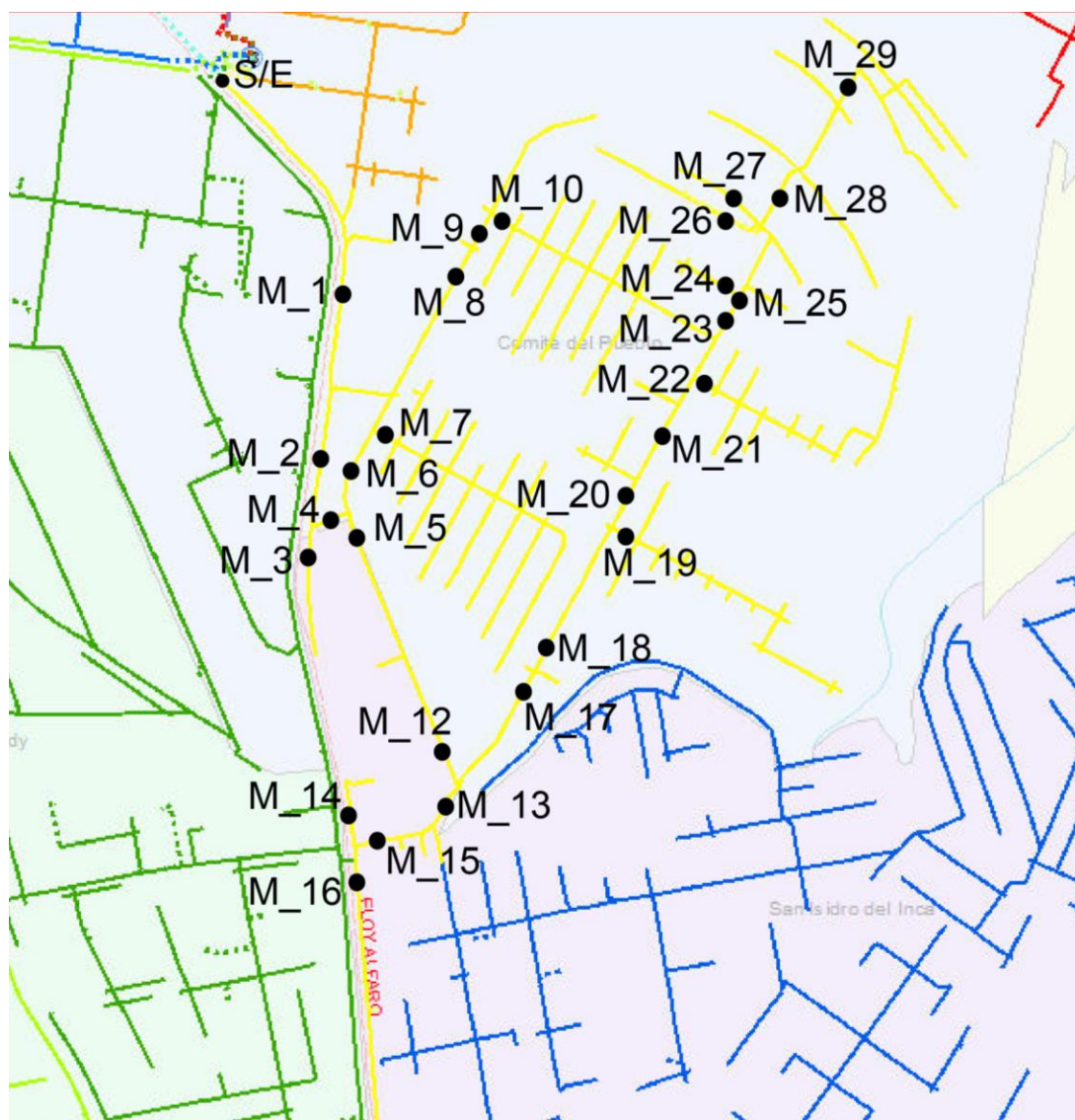


Figura 9. Sistema de distribución alimentador 18 D “La Cristianía” en el GIS de la EEQ

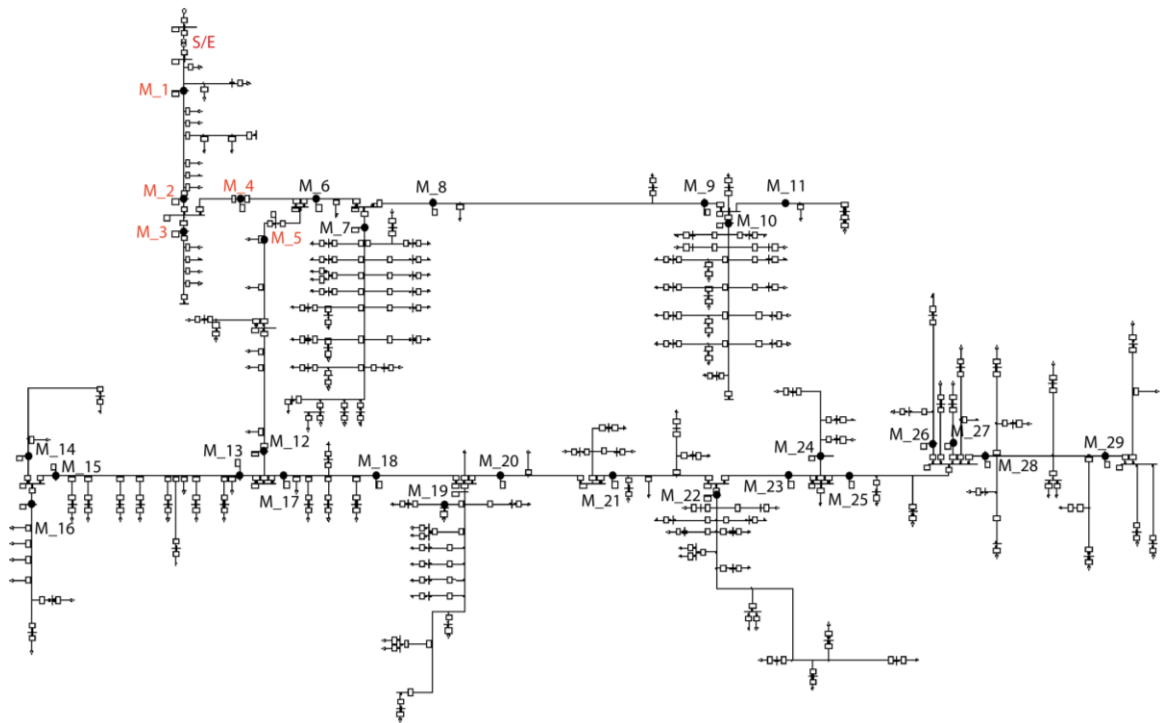


Figura 10. Sistema de distribución alimentador 18 D - La Cristianía - en DIgSILENT PowerFactory

Para el análisis se utiliza sólo transformadores monofásicos pues representan cargas monofásicas debido a que son los que generan el desbalance en el sistema, los transformadores trifásicos no se toman en cuenta porque se asume que representa una carga equilibrada en las tres fases.

En esta sección se presenta tablas con muestras de los datos utilizados y calculados, la totalidad de estos datos se encuentran en los anexos, por esta razón en la tabla 3 se tiene 7 transformadores de los 105.

Tabla 3. Datos de los transformadores monofásicos a considerar en la corrección de asimetría.

Nº ID	Potencia [kW]	Fase de conexión actual	Topología del ramal
39654	25	B	AB
42537	25	C	ABC
22858	25	A	ABC
38448	25	B	ABC
35175	50	C	AC
20489	37.5	A	AC
14672	15	C	ABC

5.1. Valores iniciales de corriente obtenidos en el simulador PowerFactory.

Al correr el flujo de potencia en el simulador se obtiene los valores iniciales de corriente medidos en las líneas próximas a los nodos antes mencionados señalados en color rojo como se indica en la figura 10, donde es apreciable la diferencia de corriente entre cada fase como lo muestra la tabla 4.

Tabla 4. Corrientes iniciales obtenidas en DIgSILENT PowerFactory.

Nodo	Corriente en la fase A	Corriente en la fase B	Corriente en la fase C	Corriente en el Neutro
	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]
SE_1	0.3001	0.2134	0.2448	0.0766
M_1	0.2969	0.2084	0.2417	0.0778
M_2	0.2790	0.1926	0.2242	0.0761
M_3	0.0025	0.0044	0.0025	0.0020
M_4	0.2765	0.1882	0.2217	0.0773
M_5	0.1573	0.1356	0.1317	0.0283

Con los datos de la tabla 4 se calcula el desbalance de corriente con la ecuación (38) y los resultados se exponen en la tabla 5.

Tabla 5. Desbalance de corriente con datos iniciales

NODO	% DC
SE_1	18.7158
M_1	19.2399
M_2	20.3141
M_3	19.2956
M_4	20.8576
M_5	11.1200

6. Optimización por búsqueda exhaustiva

Con el fin de obtener la mejor combinación en la distribución de los TrM se ha diseñado un programa de optimización, que permite ingresar los datos de cada uno de los TrM a través de una pantalla interactiva y fácil de manipular.

6.1. Interfaz Matlab – GAMS

Para lograr el trabajo en conjunto de los dos softwares, se ha creado una pantalla interactiva en Matlab que ingresa los datos por teclado, se leen estos datos y mediante programación

interna y con ayuda de las librerías se envían los datos escritos al software GAMS, en donde se realiza la optimización y estos datos son llamados por Matlab mediante otro comando casi de manera instantánea.

6.2. Algoritmo de optimización

La optimización mediante búsqueda exhaustiva explora todo el universo de las posibles soluciones, comparando una a una hasta obtener la solución óptima acogida a las restricciones planteadas, por ello este algoritmo busca la mejor combinación que permite obtener una distribución equitativa de las cargas en las tres fases del sistema, esta optimización se realiza en el programa computacional GAMS conjuntamente con Matlab.

Algoritmo de optimización

Inicio

Paso 1: Ingreso de datos de los transformadores.

Paso 2: Potencia total del ramal.

Paso 3: Asignación de potencia a cada fase.

Paso 4: Minimizar la función objetivo (41).

$$Z = \min \left(\sum_i^n P_{Ti(A,B,C)} - P_{sim} \right)$$

Paso 5: Restricción binaria

Asignar cada transformador en una sola fase.

$$\sum_i^n (Tr_n) = 1, \quad n = a, b, c \quad (43)$$

Paso 6: Visualización de resultados

Fin

Una vez que se obtiene la mejor distribución de los transformadores en la red, se realiza la reconexión en la simulación diseñada en PowerFactory luego se corre el flujo de potencia y se compara los casos de estudio planteados.

6.3. Instructivo del programa

Se ha desarrollado un programa flexible, fácil de usar y que sirve a

cualquier empresa distribuidora para realizar la conexión o reconexión de TrM en redes de distribución. Está realizado con un algoritmo muy general que permite evaluar cualquier valor pues toma todos los datos ingresados y los organiza de tal manera que sean distribuidos equilibradamente, para el caso de balance de potencias se usa la potencia nominal de los TrM y se los distribuye equitativamente.

A continuación, se presenta un instructivo para la utilización del programa:

- 1) En la pantalla de presentación se da clic en iniciar y se abre una segunda pantalla con la interfaz para ingresar la información requerida.
- 2) Se ingresa el voltaje (línea – línea) de la red que se va a analizar. Ver figura 11.

Figura 11. Ingreso de voltaje de la red.

- 3) Para efectuar la distribución de los TrM se debe ingresar el número de identificación y la potencia, en este caso potencia nominal de cada uno de los TrM. Para ello se tiene dos opciones de ingreso: por Excel o Manual.

Para el caso del ingreso de los datos de forma manual, se debe ingresar el número de transformadores que se desea distribuir y luego se expande una tabla donde se ingresa todos los datos por teclado como se muestra en la figura 12.

N°	POTENCIA
170458	75
170531	75
48235	50
170	

Figura 12. Ingreso manual de datos de los TrM.

Para el caso de ingreso de datos por Excel, se debe guardar un archivo con la información requerida (ID y Potencia) con el nombre de (datos.xlsx) dentro de la carpeta en la que se guarda el programa y distribuyendo la información en las respectivas columnas como se muestra en la figura 13.

N°	NUMERO ID	POTENCIA
1	170451	75
2	47576	25
3	170447	75
4	170477	75

Figura 13. Distribución de la tabla para el ingreso de datos por Excel

Una vez que se ha elegido el ingreso de datos por Excel, la interfaz solicita el dato inicial y el dato final como se muestra en la figura 14 se da clic en Aceptar y el programa despliega la información de los transformadores seleccionados. Estos datos serán el número inicial y final de las filas que contienen la información de los TrM como se observa en la figura 13.

DATO INICIAL

1

DATO FINAL

11

INGRESAR

ACEPTAR

INGRESE LA POTENCIA DE CADA TRANSFORMADOR

N°	POTENCIA
170451	75
47576	25
170447	75
170477	75
170474	75
170452	75
170453	75
170499	75
170455	75

Figura 14. Tabla desplegada de los TrM

- 4) Con los datos cargados en el programa, se elige la topología del ramal en el que se pretende distribuir de manera óptima, para el caso la opción monofásicos, se suman todas las potencias en el ramal elegido (A, B, C). Si el ramal en el que se quiere distribuir los TrM son de tipo bifásicos, se elige una de las tres combinaciones posibles (AB, AC, BC). Para el caso de que la distribución sea en un ramal trifásico existe una solo opción para distribuir los TrM. Una vez elegida la configuración en la que se quiere distribuir, se da clic en el botón (IN) y el programa encontrara la mejor opción de las combinaciones posibles como se muestra en la figura 15.

BIFÁSICO

AB

AC

BC

IN

ADICIONAR

UNIR A TRIFASICO

UNIR A PRINCIPAL

A	B	C
400	0	375

Figura 15. Balance de potencia en AC.

Si se desea añadir más transformadores al nodo de análisis, se da clic en adicionar y se repite los pasos 3 y 4. Si se desea tener un análisis previo del nodo, se llega al alimentador representado como (Principal) y se presiona Analizar en la en la sección de resultados parciales dónde se obtienen datos como se observa en la figura 16.

RESULTADOS

PARCIALES EN EL NODO

	A	B	C	% I
P:	475	550	450	11.8644
I:	20.6522	23.913	19.5652	

ANALIZAR

Figura 16. Resultados parciales en el nodo

Una vez que se ha realizado el análisis completo de la red se muestra todo el balance que se obtuvo de los TrM como en el ejemplo de la figura 16 y permite emitir un informe previo con la distribución total de los TrM (ver figura 18), corrientes estimadas en la subestación y el porcentaje de desbalance de corriente que se pronostica puede darse al correr el flujo de potencia con cierto margen de error por tratarse de cálculos directos como se indica en la figura 17.

FINALES S/E				
	A	B	C	% I
P:	225	225	325	
I:	9.78261	9.78261	14.1304	25.8065

Figura 17. Resultados que se pronostican para la medición en la subestación.

BALANCE DE P GENERAL					
N°	POTENCIA	A	B	C	
170451	75	0	1	0	
47576	25	0	0	1	
170447	75	0	0	1	
170477	75	0	0	1	
170474	75	1	0	0	
170452	75	0	0	1	
170453	75	0	1	0	
170499	75	1	0	0	
170455	75	0	1	0	
170457	75	0	0	1	
170490	75	1	0	0	
170451	75	0	1	0	

Figura 18. Distribución de TrM en la red.

7. Análisis de resultados

Para medir el resultado del proceso realizado, se compara las corrientes que se obtienen de las líneas continuas a los nodos con los datos iniciales con las corrientes obtenidas después de la reconexión de los TrM. Al igual que en la sección anterior, las tablas mostradas representan solo una muestra de todo el análisis del sistema de distribución.

7.1. Distribución óptima de los transformadores en la red.

Al ejecutar el modelo de optimización en Matlab – GAMS, se encuentra la mejor distribución de los TrM para tener un balance de cargas equitativo como se indica en la figura 19 donde detalla la fase de conexión que el programa recomienda para cada carga ingresada.

VOLTAJE DE LA RED

23 KV ACEPTAR

NUMERO DE TRANSFORMADORES

EXCEL MANUAL

DATO INICIAL

95

DATO FINAL

105

INGRESAR

ACEPTAR

INGRESE LA POTENCIA DE CADA TRANSFORMADOR

N°	POTENCIA
6115	37.5000
43334	75
36736	75
170495	75
44602	37.5000
37398	50
170527	75
170530	75
37298	25
37278	25
37372	37.5000

UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA

INGENIERÍA ELÉCTRICA

CONFIGURACIÓN POR TRAMO

MONOFÁSICO

A	B	C
0	0	0

ADICIONAR

UNIR A BIFÁSICO

UNIR A TRIFÁSICO

UNIR A PRINCIPAL

BIFÁSICO

AB	AC	BC	I
0	0	0	0

ADICIONAR

UNIR A TRIFÁSICO

UNIR A PRINCIPAL

TRIFÁSICO

ABC	I
0	0

ADICIONAR

UNIR A PRINCIPAL

PRINCIPAL

A	B	C
1875	1.8875...	1.8825...

ADICIONAR TRAFOS

LLEGAR A LA S/E

SUBESTACIÓN

A	B	C
2.0625...	2.0625...	2.0875...

FINALIZAR

RESULTADOS

PARCIALES EN EL NODO

A	B	C	% I
P: 402.5	412.5	375	3.9916
I: 17.5	17.9348	16.3043	

ANALIZAR

FINALES S/E

A	B	C	% I
P: 2062.5	2062.5	2087.5	
I: 89.6739	89.6739	90.7609	0.80482

INFORME

SALIR

BALANCE DE P INSTANTANEO

N°	POTENCIA	A	B	C
6115	37.5000	1	0	0
43334	75	0	1	0
36736	75	0	0	1
170495	75	0	0	1
44602	37.5000	1	0	0

RESULTADOS PARCIALES POR NODO

NODO	P-A	P-B	P-C	I-A
1	550	625	450	23.91
2	312.50...	262.50...	287.50...	13.58
3	312.50...	262.50...	287.50...	13.58
4	287.50...	287.50...	375	12.56

BALANCE DE P GENERAL

N°	POTENCIA	A	B	C
48629	75	1	0	0
48608	75	0	1	0
170451	75	0	0	1
47576	25	1	0	0
170447	75	0	0	1
170474	75	1	0	0
170452	75	1	0	0
170503	75	0	1	0
170504	75	0	1	0
170505	75	0	1	0
170517	75	0	1	0

Figura 19. Balance de cargas ejecutado por el modelo de optimización.

Se analiza de manera regresiva desde el último nodo hasta llegar a la subestación, guiándose en la estructura de la red de distribución que se analiza para este caso se ha usa la estructura que se indica en la figura 9 y se pronostica minimizar el %DC (38) lo que se corrobora con los datos que se obtienen en la simulación del sistema como se indica en la tabla 6, obteniendo porcentajes que se encuentran por debajo del 10% como lo indica la norma IEEE 1159-1995.

Tabla 6. Distribución de los transformadores en la red

N° ID	Potencia (kW)	Fase de conexión actual	Fase de conexión mejorada	Topología del ramal
171800	75	A	C	AC
171798	75	A	B	AC
171799	75	A	C	AC
28713	37.5	C	A	AC
27668	37.5	A	A	ABC
6093	37.5	B	C	ABC
38640	37.5	B	B	ABC
28712	37.5	C	A	AC
50234	50	C	B	AB

Además, en la tabla 6 se registra a los TrM con su respectiva fase de conexión, antes y después de la reconexión.

Como la primera confirmación del mejoramiento de la red se ha sumado las potencias que se cargan en cada fase hasta la subestación y se ha comparado con los datos iniciales, evidenciando un balance efectivo que ha sido procesado mediante el modelo de optimización aplicado y es representado en la figura 20.

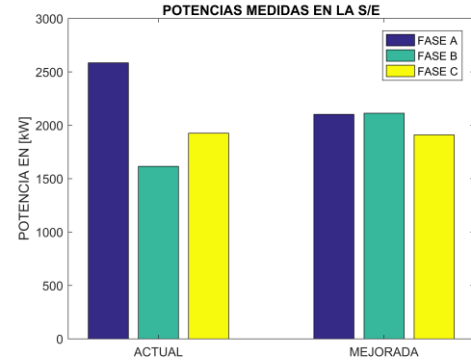


Figura 20. Balance de potencias en la salida de la subestación.

7.2. Corrientes en cada línea

Después que se ha corrido el flujo de potencia aplicando la reconexión de los TrM se han corroborado que las corrientes cambian significativamente llegando a ser equivalentes en las tres fases del nodo analizado como se muestra en la tabla 7.

Tabla 7. Valores medidos antes y después de la reconexión

Nodo	Corriente en la fase A	Corriente en la fase B	Corriente en la fase C	Corriente en el Neutro
	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]
MEDICIONES INICIALES				
SE_1	0.3001	0.2134	0.2448	0.0766
M_1	0.2969	0.2084	0.2417	0.0778
M_2	0.2790	0.1926	0.2242	0.0761
M_3	0.0025	0.0044	0.0025	0.0020
M_4	0.2765	0.1882	0.2217	0.0773
M_5	0.1573	0.1356	0.1317	0.0283
MEDICIONES CON RECONEXIÓN				
SE_1	0.25351	0.25239	0.25212	0.00130
M_1	0.24848	0.24926	0.24899	0.00080
M_2	0.23078	0.23344	0.23129	0.00261
M_3	0.00251	0.00251	0.00439	0.00188
M_4	0.22827	0.23093	0.22690	0.00374
M_5	0.14215	0.14461	0.13778	0.00610

Las mediciones realizadas en los nodos mostrados en la tabla 7 han sido representados en las figuras 21 y 22 para

un análisis gráfico y así poder verificar la mejoría que se obtuvo en la red.

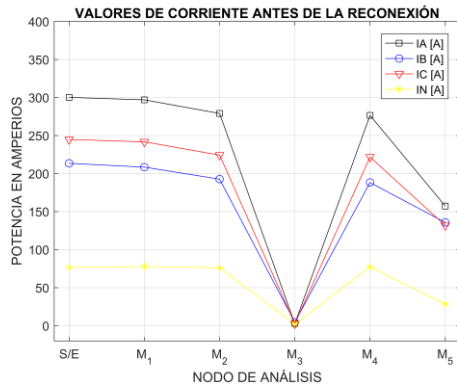


Figura 21. Corrientes antes de la reconexión de los TrM en la red de distribución

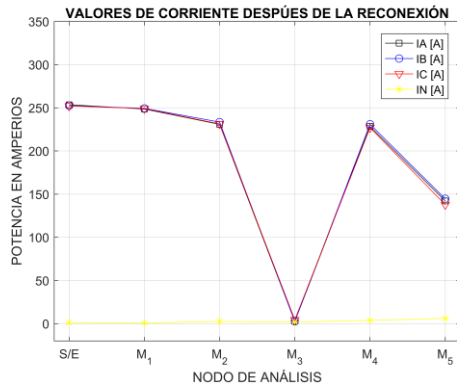


Figura 22. Corrientes después de la reconexión de los TrM en la red de distribución

Con la reducción significativa de la corriente de neutro (IN) representada con líneas amarillas y el emparejamiento de las corrientes representadas con las líneas negra (IA), azul (IB) y rojo (IC) en las figuras 21 y 22, se puede observar cómo mejora la red con la distribución de los TrM conseguida por el modelo de optimización, y por ende disminuye las pérdidas en el sistema al ser corregida la asimetría de las corrientes que logran ser medidas con la expresión (38) obteniendo los datos mostrados en la tabla 8.

Tabla 8. Valores de %DC obtenidos antes y después de la optimización

NODO	% DC INICIAL	% DC OPTIMIZADO
SE_1	18.7158	0.3287
M_1	19.2399	0.1396
M_2	20.3141	0.6904
M_3	19.2956	19.9861
M_4	20.8576	0.1865
M_5	11.1200	0.4490

En donde se verifica que el desbalance de corrientes ha sido minimizado pues como lo indica la norma IEEE 1159-1995 el porcentaje no supera el 10 % como se indica en la figura 23 a excepción del nodo M_3.

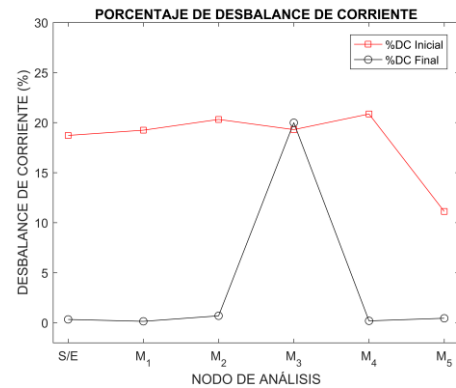


Figura 23. Valores de %DC antes y después de la reconexión

Los valores altos de desbalance en los nodos como, M_26 cuyos datos se encuentran en la tabla 11 de los anexos corresponden a ramales donde existe un solo transformador monofásico por lo que no pueden ser corregidos, otro caso significativo que se excluye es la medición del nodo M_3, que a pesar de tener valores de corrientes en las tres fases, es un ramal compuesto por un solo TrM y uno o varios transformadores trifásicos, por lo que se genera un desbalance inevitable, para lograr balancear este nodo, es necesario realizar una redistribución de cargas en bajo

voltaje sobre cada uno de los transformadores trifásicos. Si se excluyen los valores obtenidos en este nodo, se tiene una representación como se indica en la figura 24, entonces se evidencia la reducción de la asimetría de las corrientes en la red.

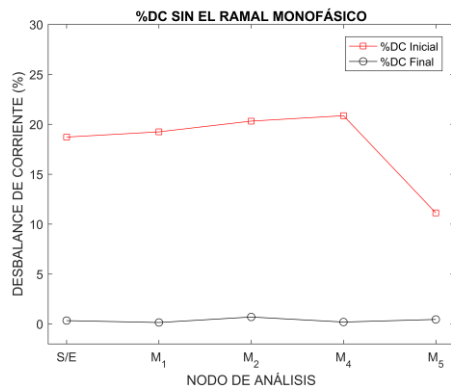


Figura 24. Valores de %DC excluido el ramal monofásico M₃.

En este trabajo también ha sido necesaria la modificación de topologías para llegar a reducir las pérdidas por asimetría de corrientes, pues en un ramal que tiene varios TrM como en el nodo 22 fue necesario extender una fase para completar la red trifásica y cumplir con el balance mejorado en el nodo mencionado.

8. Conclusiones

Los datos iniciales obtenidos mediante DIGSILENT PowerFactory muestran la asimetría de corriente que se presenta en la red y con ello se ha obtenido el desbalance de corrientes, que en las condiciones iniciales presentan altos valores, por lo que posteriormente se representa en pérdidas por desbalance en el sistema de distribución.

La implementación de la reconexión de los transformadores monofásicos

mediante el programa computacional GAMS, arroja resultados positivos tal y como se aprecia en las comparaciones, se ha corregido significativamente la asimetría de corriente, y por ende se reducen las pérdidas en el sistema de distribución.

Ha sido necesario que algunas topologías del sistema de distribución planteado sean modificadas para poder lograr una óptima reconexión de los transformadores, el caso más crítico se ha presentado en el nodo 22, donde se tiene un ramal netamente bifásico (BC) razón por la cual ha sido necesario extender la fase (A) del nodo trifásico más cercano para llegar a mejorar el desbalance de corrientes en el ramal.

Al ser un modelo que implementa reconexiones, no es necesaria gran inversión para corregir las pérdidas por asimetría de corrientes, la mayor inversión se presenta en las extensiones de las líneas que en su mayoría son bifásicas.

Los ramales con topologías monofásicas siguen presentado pérdidas por desbalance, pero al ser cargas solitarias, no representan mayor pérdida al sistema, pues al unirse con la red trifásica principal esta asimetría es corregida y se evidencia en los nodos continuos a estos eventos.

8.1. Trabajos futuros

Los resultados obtenidos a partir de este documento pueden ser tomados para desarrollar futuras aplicaciones como:

La incorporación redes inteligentes que permitan el cambio de fase en tiempo real de los transformadores dependiendo de la demanda a la que estén sometidos dichos equipos.

Optimizar las redes de distribución en

tiempo real con cambios constantes de cargas en cada línea, con influencia de los transformadores trifásicos que no presentarían una carga balanceada y estática como en este documento.

9. Referencias

- [1] P. Arboleya, C. Gonzalez-Moran, and M. Coto, "Unbalanced Power Flow in Distribution Systems With Embedded Transformers Using the Complex Theory in Stationary Reference Frame," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 29, no. 3, pp. 1012–1022, 2014.
- [2] I. Dzafic, E. Halilovic, R. A. Jabr, B. C. Pal, and D. Ablakovic, "Influence of distribution line asymmetry on power flow results," *IEEE Power Energy Soc. Gen. Meet.*, vol. 2014-Octob, no. October, pp. 1–5, 2014.
- [3] A. A. Tellez, D. F. C. Galarza, and L. O. Matos, "Analysis of power losses in the asymmetric construction of electric distribution systems," *IEEE Lat. Am. Trans.*, vol. 13, no. 7, pp. 2190–2194, 2015.
- [4] F. Castillo, A. Aguila, and J. González, "Analysis of Stability of Tension and Losses of Electric Power in Distribution Networks with Distributed Generation," *IEEE Lat. Am. Trans.*, vol. 14, no. 11, pp. 4491–4498, 2016.
- [5] F. K. Handhal and A. T. Rashid, "Load balancing in distribution system using heuristic search algorithm," *Int. Conf. Adv. Sustain. Eng. Appl. ICASEA 2018 - Proc.*, pp. 48–53, 2018.
- [6] P. Toman, J. Drápela, and J. Orságová, "Solution of voltage asymmetry and reduction of outage time in MV compensated networks," *ICHQP 2008 13th Int. Conf. Harmon. Qual. Power*, pp. 1–7, 2008.
- [7] E. M. García, A. Águila, I. Isaac, J. W. González, and G. López, "Analysis of voltage profile to determine energy demand using Monte Carlo algorithms and Markov Chains (MCMC)," *Proc. - 2016 51st Int. Univ. Power Eng. Conf. UPEC 2016*, vol. 2017-Janua, no. Mcmc, pp. 1–6, 2017.
- [8] D. Rusinaru, L. G. Manescu, M. Ciontu, and M. Alba, "Three-phase load flow analysis of the unbalanced distribution networks," *2016 Int. Conf. Appl. Theor. Electr. ICATE 2016 - Proc.*, pp. 1–5, 2016.
- [9] O. Access, "Multi-Criteria Optimization of the Deployment of a Grid for Rural Electrification Based on a Heuristic Method Multi-Criteria Optimization of the Deployment of a Grid for Rural Electrification Based on a Heuristic Method," 2017.
- [10] K. Ma, C. Gu, and F. Li, "Estimation of Voltage-Driven Reinforcement Cost for LV Feeders under 3-Phase Imbalance," *IEEE Access*, vol. 4, pp. 1345–1354, 2016.
- [11] Z. Jianguo, S. U. N. Qiuye, Z. Huaguang, and Z. Yan, "Load Balancing and Reactive Power Compensation based on Capacitor Banks Shunt Compensation in Low Voltage Distribution Networks," *Proc. 31st Chinese Control Conf.*, no. 20090461187, pp. 6681–6686, 2012.
- [12] D. J. Parish, K. Bharadia, A. Larkum, I. W. Phillips, and M. A. Oliver, "Using packet size distributions to identify real-time

- n etvvo r ked a pp I icat ions,” *Computer (Long. Beach. Calif.)*, pp. 1–4, 2004.
- [13] A. Águila Téllez, G. López, I. Isaac, and J. W. González, “Optimal reactive power compensation in electrical distribution systems with distributed resources. Review,” *Heliyon*, vol. 4, no. 8, 2018.
 - [14] J. P. Vasco Molina and A. Aguila Tellez, “Design of Automatic Reclosing scheme in distribution feeders,” *IEEE Lat. Am. Trans.*, vol. 13, no. 8, pp. 2587–2593, 2015.
 - [15] J. V. Milanovic and Zhixuan Liu, “Probabilistic estimation of voltage unbalance in distribution networks with asymmetrical loads,” pp. 0530–0530, 2014.
 - [16] I. Džafić, M. Gilles, R. A. Jabr, B. C. Pal, and S. Henselmeyer, “Real time estimation of loads in radial and unsymmetrical three-phase distribution networks,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 28, no. 4, pp. 4839–4848, 2013.
 - [17] R. P. Pineda, R. Rodrigues, and A. A. Telléz, “Analysis and Simulation of Ferroresonance in Power Transformers using Simulink,” no. February, 2018.
 - [18] L. R. Araujo, D. R. R. Penido, S. Carneiro, and J. L. R. Pereira, “A methodology for optimization of unbalanced distribution systems,” *IEEE Lat. Am. Trans.*, vol. 11, no. 5, pp. 1182–1189, 2013.
 - [19] Y. Wang, N. Zhang, H. Li, J. Yang, and C. Kang, “Linear three-phase power flow for unbalanced active distribution networks with PV nodes,” *CSEE J. Power Energy Syst.*, vol. 3, no. 3, pp. 321–324, 2018.
 - [20] R. K. Agarwal, I. Hussain, and B. Singh, “Application of LMS-based NN structure for power quality enhancement in a distribution network under abnormal conditions,” *IEEE Trans. Neural Networks Learn. Syst.*, vol. 29, no. 5, pp. 1598–1607, 2018.
 - [21] S. Kaur and T. Sharma, “Efficient load balancing using improved central load balancing technique,” *Proc. 2nd Int. Conf. Inven. Syst. Control. ICISC 2018*, no. Icisc, pp. 1–5, 2018.
 - [22] A. Aguila and J. Wilson, “Technical and Economic Assessment of the Implementation of Measures for Reducing Energy Losses in Distribution Systems,” *IOP Conf. Ser. Earth Environ. Sci.*, vol. 73, no. 1, 2017.
 - [23] T. Alinjak, I. Pavic, and K. Trupinic, “Improved three-phase power flow method for calculation of power losses in unbalanced radial distribution network,” *CIREN - Open Access Proc. J.*, vol. 2017, no. 1, pp. 2361–2365, 2017.
 - [24] S. A. Arshadi, M. Ordonez, W. Eberle, M. A. Saket, M. Craciun, and C. Botting, “Unbalanced Three-Phase LLC Resonant Converters: Analysis and Trigonometric Current Balancing,” *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 34, no. 3, pp. 2025–2038, Mar. 2019.
 - [25] W. P. Corporation, “Loads Using Shunt Compensators,” *IEEE Power Energy Soc. Gen. Meet.*, pp. 537–542, 1998.
 - [26] K. Mansouri, M. Ben Hamed, L. Sbita, and M. Dhaoui, “Three-phase balancing in a LV distribution smart-grids using electrical load flow variation:

- L.F.B.M.,” *16th Int. Conf. Sci. Tech. Autom. Control Comput. Eng. STA 2015*, no. 1, pp. 427–431, 2016.
- [27] a. Á. T. Angel eduardo robayo cabrera, “optimización de transformadores de distribución basada en la minimización de pérdidas por capacidad ociosa y conexiones inadecuadas,” 2015, vol. 2015-Janua, pp. 1–15, 2018.
- [28] B. Ali and I. Siddique, “Distribution system loss reduction by automatic transformer load balancing,” *Proc. 2017 Int. Multi-Topic Conf. INMIC 2017*, vol. 2018-Janua, pp. 1–5, 2018.
- [29] A. V. Garcia and M. G. Zago, “Three-phase fast decoupled power flow for distribution networks,” *IEE Proc. - Gener. Transm. Distrib.*, vol. 143, no. 2, p. 188, 1996.
- [30] A. Raminfar, S. M. Shahrtash, T. Herizchi, and H. Khoshkhoo, “Long-term load balancing program in LV distribution networks,” *2012 IEEE Int. Power Eng. Optim. Conf. PEOCO 2012 - Conf. Proc.*, vol. 1, no. June, pp. 220–224, 2012.
- [31] M. R. Vuluvala and L. M. Saini, “Load balancing of electrical power distribution system: An overview,” *Proc. 2018 IEEE Int. Conf. Power, Instrumentation, Control Comput. PICC 2018*, pp. 1–5, 2018.
- [32] K. Sooksood, T. Stieglitz, and M. Ortmanns, “An active approach for charge balancing in functional electrical stimulation,” *IEEE Trans. Biomed. Circuits Syst.*, vol. 4, no. 3, pp. 162–170, 2010.
- [33] S. Zhang, Y. Yan, W. Bao, S. Guo, J. Jiang, and M. Ma, “Network topology identification algorithm based on adjacency matrix,” *2017 IEEE Innov. Smart Grid Technol. - Asia Smart Grid Smart Community, ISGT-Asia 2017*, pp. 1–5, 2018.
- [34] H. Liu, S. Cheng, C. Huang, and Y. Hou, “Unbalanced power flow calculation for low-voltage distribution systems including DGs,” *2012 IEEE Innov. Smart Grid Technol. - Asia, ISGT Asia 2012*, pp. 1–5, 2012.
- [35] J. Liu and H. D. Chiang, “Maximizing Available Delivery Capability of Unbalanced Distribution Networks for High Penetration of Distributed Generators,” *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 32, no. 3, pp. 1196–1202, 2017.
- [36] C. S. Chen and C. J. Wu, “The Optimal Switching Operation of Distribution Systems with Stochastic Load Models,” *IEE Proc. - Gener. Transm. Distrib.*, vol. 00, pp. 139–144, 2000.
- [37] M. F. AlHajri and M. E. El-Hawary, “Exploiting the radial distribution structure in developing a fast and flexible radial power flow for unbalanced three-phase networks,” *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 25, no. 1, pp. 378–389, 2010.

9.1. Matriz de Estado del Arte

Tabla 9. Matriz de Estado del Arte

CORRECCIÓN DE SIMETRÍA DE CORRIENTES EN REDES ELÉCTRICAS DE DISTRIBUCIÓN MEDIANTE ÓPTIMA CONEXIÓN DE TRANSFORMADORES MONOFÁSICOS EMPLEANDO BÚSQUEDA EXHAUSTIVA																		
DATOS				TEMÁTICA					FORMULACION DEL PROBLEMA			RESTRICCIONES DEL PROBLEMA		ALGORITMO DE OPTIMIZACIÓN		SOLUCIÓN PROPUESTA		
ITEM	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO	CITAS	Redes de distribución	Cargas	Estructuras de redes de distribución	Pérdidas en sistemas de distribución	Pérdidas por desbalance	Asimetría de corriente	Rendimiento de redes de distribución	Balance óptimo de cargas monofásicas	Topología de redes de distribución	Cargas residenciales predominantes	Busqueda exhaustiva	Porcentaje de desbalance de corrientes	Óptima reconexión de transformadores monofásicos	Reducir pérdidas por concepto de asimetría de corrientes	Simulación de la red de distribución
1	1018	Unbalanced Three-Phase LLC Resonant Converters: Analysis and Trigonometric Current Balancing	1	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
2	2014	Unbalanced Power Flow in Distribution Systems With Embedded Transformers Using the Complex Theory in Stationary reference frame	27	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
3	2017	Improved three-phase power flow method for calculation of power losses in unbalanced radial distribution network	2	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
4	2018	Load Balancing Distribution Network Reconfiguration Based on Constraint Satisfaction Problem Model	0	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
5	2010	Exploiting the radial distribution structure in developing a fast and flexible radial power flow for unbalanced three-phase networks	66	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
6	2018	Linear three-phase power flow for unbalanced active distribution networks with PV nodes	15	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
7	2018	Load balancing of electrical power distribution system: An overview	1	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
8	2018	Application of LMS-based NN structure for power quality enhancement in a distribution network under abnormal conditions	7	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
9	2018	Network topology identification algorithm based on adjacency matrix	0	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

DATOS				TEMÁTICA					FORMULACION DEL PROBLEMA			RESTRICCIONES DEL PROBLEMA		ALGORITMO DE OPTIMIZACIÓN		SOLUCIÓN PROPUESTA		
ITEM	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO	CITAS	Redes de distribución	Cargas	Estructuras de redes de distribución	Pérdidas en sistemas de distribución	Pérdidas por desbalance	Asimetría de corriente	Rendimiento de redes de distribución	Balance óptimo de cargas monofásicas	Topología de redes de distribución	Cargas residenciales predominantes	Busqueda exhaustiva	Porcentaje de desbalance de corrientes	Óptima reconexión de transformadores monofásicos	Reducir pérdidas por concepto de asimetría de corrientes	Simulación de la red de distribución
10	2018	Efficient load balancing using improved central load balancing technique	1	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
11	2010	An active approach for charge balancing in functional electrical stimulation	113	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
12	2014	Probabilistic estimation of voltage unbalance in distribution networks with asymmetrical loads	2	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
13	2017	Maximizing Available Delivery Capability of Unbalanced Distribution Networks for High Penetration of Distributed Generators	13	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
14	2008	Solution of voltage asymmetry and reduction of outage time in MV compensated networks	4	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
15	2013	The Issue of Asymmetry in low voltage network with distributed	2	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
16	2012	Unbalanced power flow calculation for low-voltage distribution systems including DGs	4	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
17	2013	A methodology for optimization of unbalanced distribution systems	1	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
18	2016	Three-phase load flow analysis of the unbalanced distribution networks	1	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
19	2014	Influence of distribution line asymmetry on power flow results	2	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
20	2016	Three Phase AC / DC Power-flow for Balanced / Unbalanced Microgrids Including Wind / Solar , Droop-Controlled and Electronically-Coupled Distributed Energy Resources using RBF Neural Networks	51	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
21	2016	Estimation of Voltage-Driven Reinforcement Cost for LV Feeders under 3-Phase Imbalance	4	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
22	2016	Three-Phase Unbalanced Power Flow Using a -Model pi of Controllable AC-DC Converters	13	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
23	2000	The Optimal Switching Operation of Distribution Systems with Stochastic Load Models	3	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
24	2004	Using packet size distributions to identify real-time network congestion	41	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

		DATOS		TEMÁTICA					FORMULACION DEL PROBLEMA			RESTRICCIONES DEL PROBLEMA		ALGORITMO DE OPTIMIZACIÓN		SOLUCIÓN PROPUESTA		
ITEM	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO	CITAS	Redes de distribución	Cargas	Estructuras de redes de distribución	Pérdidas en sistemas de distribución	Pérdidas por desbalance	Asimetría de corriente	Rendimiento de redes de distribución	Balance óptimo de cargas monofásicas	Topología de redes de distribución	Cargas residenciales predominantes	Busqueda exhaustiva	Porcentaje de desbalance de corrientes	Óptima reconexión de transformadores monofásicos	Reducir pérdidas por concepto de asimetría de corrientes	Simulación de la red de distribución
25	1998	Optimal balancing of large unbalanced loads using shunt compensators	9	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
26	2018	Distribution system loss reduction by automatic transformer load balancing	1	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
27	2013	Real time estimation of loads in radial and unsymmetrical three-phase distribution networks	74	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
28	2016	A new task scheduling method for 2 level load balancing in homogeneous distributed system	5	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
29	2016	Three-phase balancing in a LV distribution smart-grids using electrical load flow variation: L.F.B.M.	4	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
30	2018	Load balancing in distribution system using heuristic search algorithm	2	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
CANTIDAD:				1	0	1	2	2	1	1	0	3	1	3	1	1	2	0

9.2. Resumen de Indicadores

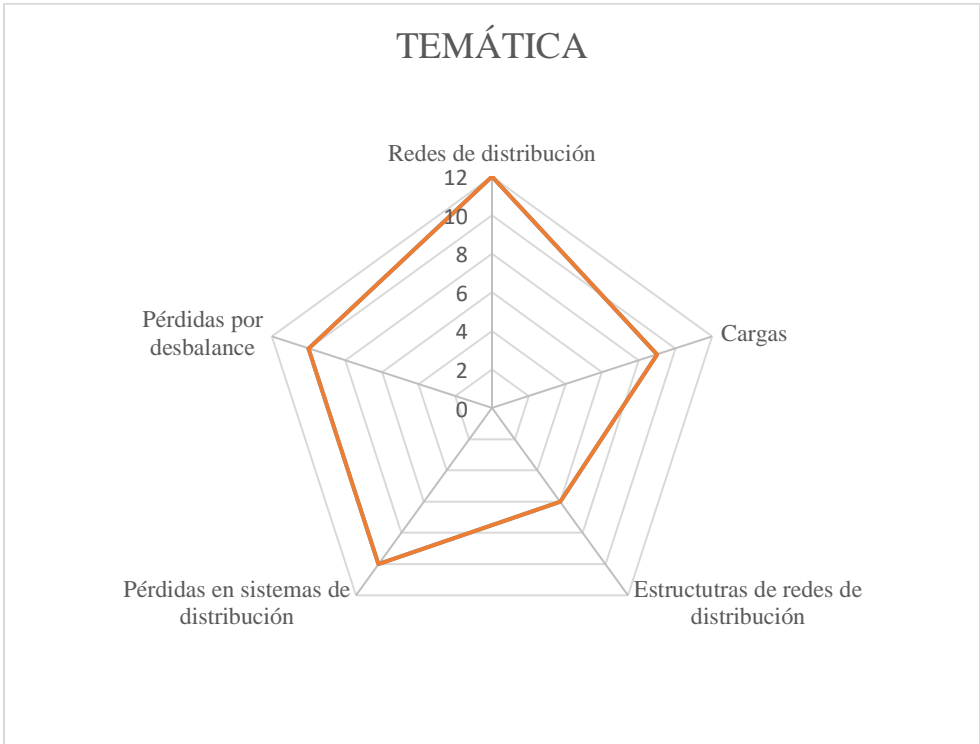


Figura 25. Resumen e Indicador de la Temática – Estado del Arte

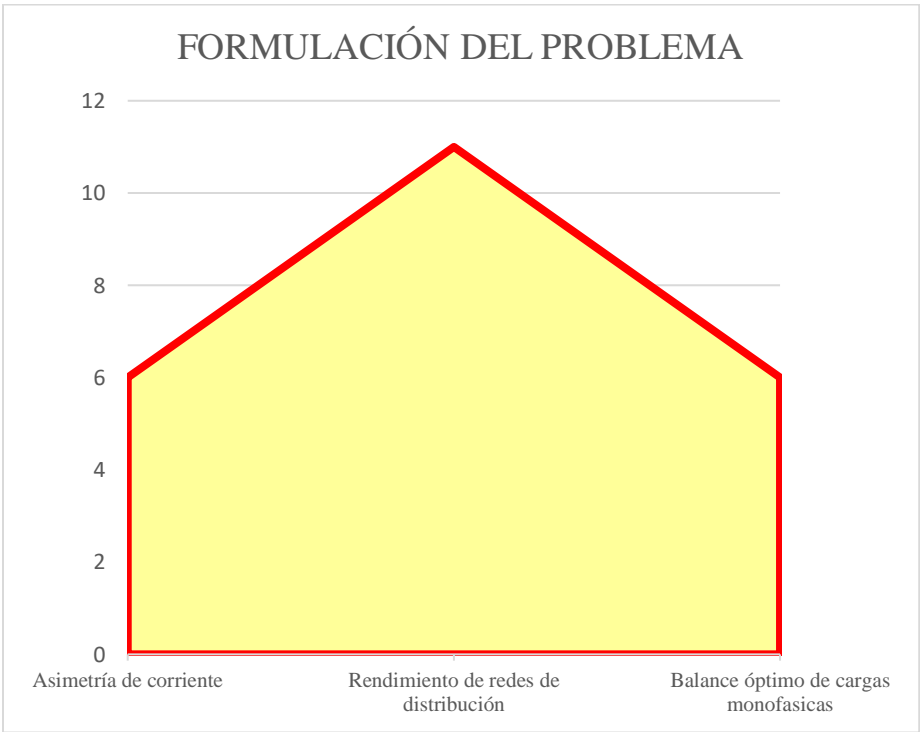


Figura 26. Indicador de la formulación del problema – Estado del Arte

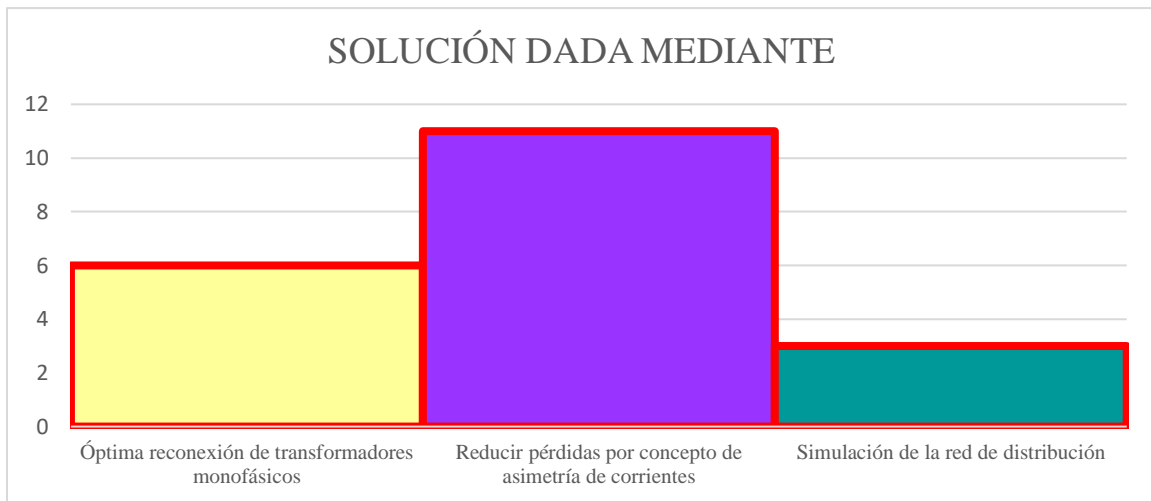


Figura 27. Indicador de solución – Estado del Arte

10. Anexos

Tabla 10. Lista de transformadores con sus respectivas fases de conexión

Nº	Nº ID	Potencia [kW]	Fase de conexión actual	Topología del ramal	Nº	Nº ID	Potencia [kW]	Fase de conexión actual	Topología del ramal
1	170451	75	C	AC	54	44281	25	B	BC
2	47576	25	C	AC	55	43082	37.5	B	BC
3	170447	75	A	AC	56	14320	50	B	BC
4	170477	75	C	AC	57	6090	37.5	C	BC
5	170474	75	A	AC	58	6108	37.5	B	BC
6	170452	75	C	AC	59	171796	75	C	BC
7	170453	75	A	AC	60	171797	75	B	BC
8	170499	75	A	AC	61	171801	75	B	BC
9	170455	75	A	AC	62	171802	75	C	BC
10	170457	75	C	AC	63	28126	75	B	BC
11	170490	75	C	AC	64	38334	75	B	BC
12	170503	75	A	AB	65	19537	75	C	BC
13	170504	75	A	AB	66	38298	75	C	BC
14	170505	75	B	AB	67	46322	50	A	ABC
15	170517	75	B	AB	68	115717	25	A	ABC
16	170518	75	A	AB	69	164763	37.5	B	AB
17	47274	25	B	AB	70	163680	25	B	ABC
18	170519	75	A	AB	71	20003	37.5	B	ABC
19	170449	75	B	AB	72	39654	25	B	AB
20	170483	75	B	AB	73	42537	25	C	ABC
21	170487	75	A	AB	74	22858	25	A	ABC
22	48629	75	A	AB	75	38448	25	B	ABC
23	48608	75	B	AB	76	14672	15	C	ABC
24	5944	10	A	AC	77	35175	50	C	AC
25	170500	75	C	AC	78	20489	37.5	A	AC
26	170532	75	A	AC	79	170887	37.5	B	AB
27	44637	37.5	A	AC	80	170889	37.5	A	AB
28	170501	75	A	AC	81	170454	75	C	ABC
29	170496	75	C	AC	82	34269	15	B	AB
30	170492	75	C	AC	83	170520	75	A	AB
31	170493	75	A	AC	84	170521	75	A	AB
32	170458	75	C	BC	85	170516	75	B	AB
33	170531	75	C	BC	86	21949	25	C	ABC
34	48235	50	B	BC	87	170027	10	C	ABC
35	170497	75	A	AB	88	47181	50	A	AC
36	170522	75	A	AB	89	170529	75	C	AC
37	170498	75	B	AB	90	170502	75	A	AC
38	170528	75	C	ABC	91	44426	50	A	AB
39	171800	75	A	AC	92	37540	50	A	AC

40	171798	75	A	AC	93	43234	50	C	AC
41	171799	75	A	AC	94	6126	37.5	A	ABC
42	28713	37.5	C	AC	95	6115	37.5	B	AB
43	27668	37.5	A	ABC	96	43334	75	A	AB
44	6093	37.5	B	ABC	97	36736	75	B	AB
45	38640	37.5	B	ABC	98	170495	75	A	ABC
46	28712	37.5	C	AC	99	44602	37.5	C	AC
47	50234	50	C	AB	100	37398	50	A	AC
48	46947	100	A	AC	101	170527	75	C	BC
49	46951	100	C	AC	102	170530	75	B	BC
50	50248	100	A	ABC	103	37298	25	A	ABC
51	50243	100	B	ABC	104	37278	25	A	AC
52	274784	25	C	BC	105	37372	37.5	A	AC
53	44641	50	C	BC					

Tabla 11. Medición de corrientes en condiciones iniciales

NODO	Corriente en la fase A	Corriente en la fase B	Corriente en la fase C	Corriente en el Neutro	% DC
	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	%
SE_1	0.3001	0.2134	0.2448	0.0766	18.7158
M_1	0.2969	0.2084	0.2417	0.0778	19.2399
M_2	0.2790	0.1926	0.2242	0.0761	20.3141
M_3	0.0025	0.0044	0.0025	0.0020	19.2956
M_4	0.2765	0.1882	0.2217	0.0773	20.8576
M_5	0.1573	0.1356	0.1317	0.0283	11.1200
M_6	0.1192	0.0525	0.0900	0.0563	36.6608
M_7	0.0627	0.0245	0.0354	0.0340	53.4427
M_8	0.0533	0.0248	0.0515	0.0262	23.3884
M_9	0.0508	0.0195	0.0490	0.0290	27.7336
M_10	0.0454	0.0170	0.0409	0.0253	31.8372
M_11	0.0025	0.0025	0.0081	0.0054	42.0432
M_12	0.1523	0.1335	0.1248	0.0296	11.2750
M_13	0.0278	0.0295	0.0217	0.0086	5.6497
M_14	0.0048	0.0047	0.0047	0.0003	0.9247
M_15	0.0156	0.0155	0.0153	0.0010	0.9246
M_16	0.0109	0.0108	0.0107	0.0007	0.9246
M_17	0.1245	0.1040	0.1032	0.0239	12.6139
M_18	0.1153	0.0938	0.0942	0.0237	14.0864
M_19	0.0352	0.0132	0.0168	0.0205	61.9653
M_20	0.0764	0.0768	0.0737	0.0068	1.0015
M_21	0.0625	0.0686	0.0712	0.0061	1.7658
M_22	0.0000	0.0340	0.0307	0.0318	57.5512
M_23	0.0574	0.0296	0.0329	0.0267	43.5189
M_24	0.0095	0.0000	0.0056	0.0081	88.9547
M_25	0.0466	0.0284	0.0261	0.0203	38.3265
M_26	0.0038	0.0000	0.0037	0.0036	51.5557
M_27	0.0008	0.0008	0.0007	0.0001	0.9246
M_28	0.0257	0.0179	0.0121	0.0126	38.2225
M_29	0.0079	0.0013	0.0012	0.0067	128.0321

Tabla 12. Medición de Corrientes después de la reconexión

NODO	Corriente en la fase A	Corriente en la fase B	Corriente en la fase C	Corriente en el Neutro	% DC
	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	%
SE_1	0.25351	0.25239	0.25212	0.00130	0.3287
M_1	0.24848	0.24926	0.24899	0.00080	0.1396
M_2	0.23078	0.23344	0.23129	0.00261	0.6904
M_3	0.00251	0.00251	0.00439	0.00188	19.9861
M_4	0.22827	0.23093	0.22690	0.00374	0.1865
M_5	0.14215	0.14461	0.13778	0.00610	0.4490
M_6	0.08612	0.08632	0.08911	0.00284	0.9946
M_7	0.04143	0.04143	0.03954	0.00192	1.5439
M_8	0.04156	0.04175	0.04644	0.00476	3.4701
M_9	0.03904	0.03641	0.04393	0.00658	1.8858
M_10	0.03371	0.03390	0.03577	0.00195	1.6262
M_11	0.00251	0.00251	0.00816	0.00565	42.8449
M_12	0.13891	0.13591	0.13568	0.00312	1.5194
M_13	0.02662	0.02662	0.02567	0.00097	1.1989
M_14	0.00471	0.00471	0.00471	0.00001	0.0058
M_15	0.01550	0.01551	0.01550	0.00002	0.0058
M_16	0.01080	0.01080	0.01079	0.00001	0.0057
M_17	0.11230	0.10929	0.11001	0.00269	1.5957
M_18	0.10207	0.10019	0.10091	0.00160	0.9995
M_19	0.02354	0.01977	0.02165	0.00325	8.7021
M_20	0.07476	0.07665	0.07550	0.00169	1.3416
M_21	0.06660	0.07414	0.06169	0.01092	1.2978
M_22	0.02071	0.02260	0.02165	0.00164	4.3618
M_23	0.03898	0.04652	0.03427	0.01074	2.3548
M_24	0.00377	0.00565	0.00565	0.00188	12.5161
M_25	0.03396	0.03961	0.02736	0.01065	0.9362
M_26	0.00000	0.00753	0.00000	0.00753	95.0000
M_27	0.00075	0.00075	0.00075	0.00000	0.0049
M_28	0.02071	0.01789	0.01694	0.00340	11.8697
M_29	0.00408	0.00314	0.00314	0.00094	18.1875